

DOCUMENTO FUNSEAM

003-2014



# GAS NO CONVENCIONAL: RECURSOS, PREVISIONES DE PRODUCCIÓN E IMPACTO GEOPOLÍTICO DE SU DESARROLLO

INFORME ESTRATÉGICO DE LA FUNDACIÓN PARA LA  
SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA Y AMBIENTAL

Realizado por Mariano Marzo, Universitat de Barcelona\*.

FUNSEAM- FUNDACIÓN PARA LA SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA Y AMBIENTAL

C\Baldiri Reixac 4, torre I, planta 7, 08028, Barcelona

Tel. 34 - 93 403 37 66

**NOTA DE AUTOR.** \*El contenido y las conclusiones del informe reflejan exclusivamente las opiniones del autor y no vinculan a las Empresas Patronas de la Fundación para la Sostenibilidad Energética y Ambiental, FUNSEAM.

## TABLA DE CONTENIDO

1. Convencional vs No convencional	4
2. Principales tipos de gas no convencional	4
3. Estimación de recursos y sus costes de producción (sin internalizar los costes del CO <sub>2</sub> )	6
4. Distribución geográfica de los recursos. El gas no convencional como un contrapeso a Oriente Medio y Rusia	9
4.1. El caso de los recursos de gas de lutitas (“shale gas”)	10
5. La producción de gas natural entre 2012 y 2035. La revolución del gas no convencional se expande más allá de la EE.UU. y Canadá	13
6. La reorganización del comercio mundial del gas natural entre 2011 y 2035. Nuevos gasoductos y nuevos actores en el mercado del GNL	18
7. Principales conclusiones	24
8. Una reflexión final. Hidrocarburos no convencionales y dependencia energética: Los caminos divergentes de EE.UU. y Europa	27
Bibliografía	28

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Costes de producción en 2008 (en dólares por millón de BTU) y volúmenes técnicamente recuperables a largo plazo de diferentes categorías de recursos de gas natural, convencionales y no convencionales (en billones de metros cúbicos). El recuadro de la derecha muestra los costes de transporte del gas natural en dólares por millón de BTU (y por cada 1000 Km en el caso del transporte por gasoducto). Fuente: IEA, “Resources to Reserves”, 2013.	8
Figura 2: Recursos recuperables de gas no convencional por tipos y por países a finales de 2012. Cifras en billones de metros cúbicos (tcm). Fuente: (IEA, WOE 2013).	10
Figura 3: Producción de gas no convencional en algunos países clave durante el periodo 2011-2035. Cifras en miles de millones de metros cúbicos (bcm) “New Policies Scenario”. Fuente: IEA, WEO 2013.	14
Figura 4: Evolución durante el periodo 2011-2035 de los porcentajes de exportaciones e importaciones netas de petróleo y gas en algunos países y regiones. “New Policies Scenario”. Fuente: IEA, WEO 2013.	27

# GAS NO CONVENCIONAL: RECURSOS, PREVISIONES DE PRODUCCIÓN E IMPACTO GEOPOLÍTICO DE SU DESARROLLO

## 1. Convencional vs no convencional

En el caso del gas natural, la industria clasifica como no convencional aquel gas que se encuentra en rocas, o en sustancias cristalinas poco usuales, de las que resulta difícil extraer el gas, ya sea por la baja permeabilidad y porosidad de las rocas o por la manera en la que el gas se encuentra alojado. También se define como aquel gas que no puede ser extraído de forma económicamente rentable mediante la tecnología comúnmente utilizada y cuya producción requiere el empleo de técnicas especiales de perforación y de estimulación. Ello supone un sobrecoste y que, en líneas generales, la producción de gas no convencional resulte muy dependiente de los precios del gas en el mercado.

## 2. Principales tipos de gas no convencional

Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE) el gas no convencional incluye las siguientes cinco categorías:

- 1) Gas de rocas compactas (“tight gas”).** Es el gas natural atrapado en rocas sedimentarias (areniscas y calizas) con muy baja permeabilidad (por lo general inferior a 0,1 milidarcys) y baja porosidad. De manera práctica, este gas también puede ser definido como aquel que no puede ser extraído de manera provechosa de su roca almacén mediante pozos verticales convencionales. Este tipo de gas no convencional puede contener condensados (hidrocarburos gaseosos en las condiciones de presión y temperatura del subsuelo pero que en superficie condensan a líquidos).

- 2) Gas de lutitas<sup>1</sup> (“shale gas”).** Se trata de gas natural atrapado en rocas sedimentarias de grano fino (esencialmente formadas por partículas de tamaño arcilla o limo) de baja permeabilidad y ricas en materia orgánica (“shales”). Debido a la muy baja permeabilidad y porosidad de estas rocas, algunos autores las consideran una subcategoría del “tight gas”. Se trata de rocas madre de hidrocarburos que tras sufrir un proceso de maduración térmica conveniente han generado gas. Parte de este se encuentra todavía en la roca, aunque otra parte puede haber migrado verticalmente acumulándose en yacimientos convencionales. Como los fluidos no pueden moverse fácilmente a través de rocas de baja permeabilidad la producción comercial del gas requiere de técnicas avanzadas como la fracturación hidráulica (o “fracking”) y la perforación de sondeos horizontales multilaterales.
- 3) Metano de capas de carbón (“coal-bed methane” o CBM).** Se trata del metano adsorbido en el seno de capas de carbón, en la matriz de esta roca. La mayor parte de las reservas de carbón del mundo se encuentran a profundidades a las que el trabajo de minería resulta imposible. El CBM es el metano contenido en capas de carbón que, por su profundidad o por pobre calidad, no pueden ser explotadas mediante minería. En la explotación de las minas de carbón, el gas metano asociado se considera un peligro o una fuente de problemas medioambientales si este es venteado a la atmósfera. Sin embargo, el CBM puede ser explotado mediante tecnologías de perforación similares a las utilizadas en la búsqueda y aprovechamiento de hidrocarburos convencionales, aunque su producción puede resultar muy difícil si las formaciones que lo contienen están muy compactadas y presentan baja permeabilidad, en cuyo caso hay que utilizar diversas técnicas, como la fracturación hidráulica, para mejorar la productividad del pozo. En este caso, el agua inyectada en los espacios porosos tiene que ser eliminada antes de proceder a la extracción del gas, lo que complica el proceso de producción, aumenta los costes y genera problemas medioambientales.
- 4) Hidratos de metano o hidratos de gas (“gas hidratos”).** Son sustancias sólidas naturales, con apariencia de nieve helada, caracterizadas por una estructura “clatrática” (o en jaula) formada por un entramado cristalino de moléculas de agua que atrapan en su interior moléculas de hidrocarburos gaseosos, principalmente metano. Dentro de su “jaula

---

<sup>1</sup> En este escrito no se traduce el término anglosajón de “shale” por esquisto o pizarra. La razón estriba en que estos dos últimos términos designan rocas metamórficas que, por definición, no contienen materia orgánica ni hidrocarburos. Las “shales” son rocas sedimentarias de grano fino y por ello preferimos traducir este término por lutitas, un vocablo sedimentológico poco conocido pero técnicamente más correcto que el de esquisto o pizarra.

de hielo” las moléculas de metano están comprimidas por un factor aproximado de 164, de modo que a presión y temperatura atmosféricas un metro cúbico de hidrato de gas libera 164 metros cúbicos de gas y 0,8 metros cúbicos de agua. Este factor de concentración confiere una especial relevancia a los sedimentos que contienen los hidratos de gas, tanto desde el punto de vista de su potencial energético, como desde una perspectiva de los riesgos geológicos y del cambio climático. Los hidratos de gas son estables bajo condiciones de presión moderadamente alta y de temperatura moderadamente baja. Estas condiciones, junto a la presencia del agua y del gas necesario para la génesis del hidrato de gas, se dan tanto en tierra firme, en el permafrost de las regiones árticas, como en los sedimentos localizados en los fondos oceánicos y bajo otras grandes masas de agua, como por ejemplo los denominados gas pobre (“lean gas”) y gas ácido (“sour gas”) también pueden incluirse en la categoría del gas no convencional. Se trata de gas contenido en rocas almacén convencionales pero con una alta concentración de impurezas (nitrógeno y  $\text{CO}_2$  en el caso del gas pobre y  $\text{SH}_2$  en el del gas ácido), cuya presencia afecta negativamente a la economía de la producción.

### 3. Estimación de recursos y sus costes de producción (sin internalizar los costes del $\text{CO}_2$ )

Conocer la cantidad de gas *in situ* albergado por las rocas almacén no convencionales resulta una tarea difícil, debido a la estructura heterogénea de dichas rocas y a que los perfiles de producción difieren significativamente de los observados en los pozos convencionales.

Con estas precauciones en mente, sin tener en cuenta los hidratos de gas, se estima que las reservas y recursos<sup>2</sup> por recuperar de gas no convencional rondan los  $343 \times 10^{12}$  metros cúbicos (mc), frente a los aproximadamente  $468 \times 10^{12}$  mc del gas convencional, lo que supone un total

---

<sup>2</sup> Las reservas probadas son aquellas listas para ser extraídas de manera rentable con la tecnología y los precios existentes en una determinada fecha, mientras que los recursos recuperables son volúmenes estimados en base a diferentes hipótesis, pendientes de confirmación mediante sondeos y pruebas de producción. Lo que significa que las estimaciones de recursos presentan siempre, por definición, un elevado grado de incertidumbre.

global aproximado de  $811 \times 10^{12}$  mc que equivalen a más de 230 años de producción al ritmo actual.

La contribución potencial al suministro global de gas natural que cada uno de los diferentes tipos de gas convencional y no convencional (excluidos los hidratos de gas) podría aportar a largo plazo se resume en la Figura 1. Esta figura también ilustra los costes de producción (recuadro a la izquierda) y de transporte (recuadro a la derecha) en 2008 (IEA, WEO 2009). Los hidratos de gas no están incluidos porque todavía no existe producción comercial de gas a partir de estos compuestos y tampoco se espera que esto ocurra en el futuro inmediato.

El potencial total a largo plazo de todos los recursos de gas comercialmente explotables a fecha de hoy asciende aproximadamente a  $811 \times 10^{12}$  metros cúbicos (mc). El volumen ya extraído -en parte quemado ("flared") o venteado directamente a la atmosfera- se sitúa en torno a los  $100 \times 10^{12}$  mc, con unos costes de producción máximos de 8 dólares por millón de BTU (MBTU)<sup>3</sup>. Para comparar, sobre las bases de un mismo contenido energético, estos costes con los del petróleo conviene saber que esos 8 dólares por MBTU equivalen a unos 46 dólares por barril equivalente de petróleo<sup>4</sup>.

Los costes de producción para el gas asociado (el gas que se produce en una explotación de petróleo) son por lo general más bajos que los del gas no asociado (aquel extraído de un campo de gas natural) muy particularmente en aquellos campos en los que la infraestructura para extraer petróleo existía ya antes de que se tuviera la intención de explotar el recurso de gas. Sin embargo, todavía en la actualidad se queman cantidades significativas de gas asociado porque el tratamiento y posterior transporte del gas a los mercados no resulta económicamente viable. De este modo, solo en la última década, se han quemado más de  $1,5 \times 10^{12}$  mc de gas en todo el mundo, un volumen que equivale a más del 5% de toda la producción comercializada.

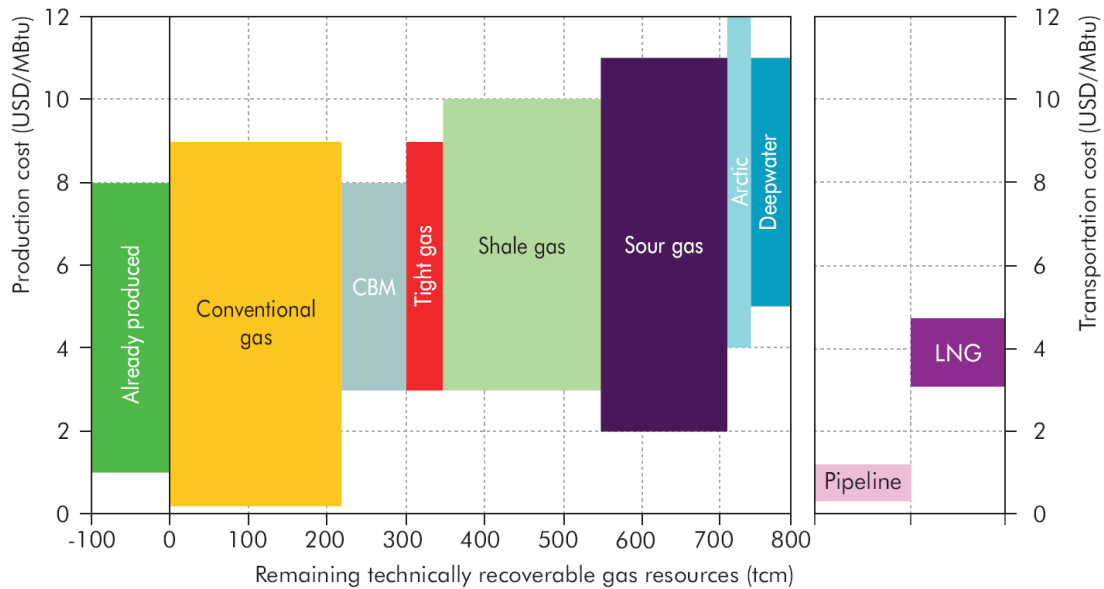
La porción más accesible de los recursos convencionales de gas por explotar rondan los  $220 \times 10^{12}$  mc, con unos costes de producción que oscilarían entre 0,20 a 9 dólares por MBTU. Otros recursos convencionales incluyen los provenientes del Ártico o de aguas profundas. Los primeros, podrían alcanzar los  $30 \times 10^{12}$  mc y sus costes de producción se situarían entre 4 a 12

---

<sup>3</sup> 1 dólar por millón de BTU ("British Thermal Units") equivale aproximadamente a 0,035 dólares por metro cúbico.

<sup>4</sup> 1 dólar por millón de BTU ("British Thermal Units") equivale 5,8 dólares por barril equivalente de petróleo.

dólares por MBTU. Los segundos podrían representar unos  $50 \times 10^{12}$  mc con un coste de producción de entre 5 a 11 dólares por MBTU.



Notes: CBM = coal-bed methane; LNG = liquefied natural gas; Pipeline costs refer to costs per 1 000 km; MBtu = million British thermal units; tcm = trillion cubic metres.

**Figura 1: Costes de producción en 2008 (en dólares por millón de BTU) y volúmenes técnicamente recuperables a largo plazo de diferentes categorías de recursos de gas natural, convencionales y no convencionales (en billones de metros cúbicos). El recuadro de la derecha muestra los costes de transporte del gas natural en dólares por millón de BTU (y por cada 1000 Km en el caso del transporte por gasoducto). Fuente: IEA, "Resources to Reserves", 2013.**

Los recursos no convencionales comercialmente explotables en la actualidad suman  $343 \times 10^{12}$  metros cúbicos (mc) -de los cuales  $212 \times 10^{12}$  mc corresponderían al gas de lutitas ("shale gas"),  $81 \times 10^9$  mc al gas de rocas compactas ("tight gas") y  $50 \times 10^{12}$  mc al metano de las capas de carbón ("coal bed methane" o CBM)- con unos costes de producción comprendidos entre 3 y 10 dólares por MBTU. Los recursos de gas ácido y gas pobre ("sour gas" y "lean gas") que algunos autores incluyen dentro de la categoría de gas no convencional aportarían  $160 \times 10^{12}$  mc adicionales con un coste de producción de entre 2 a 11 dólares por MBTU.

Un factor esencial a considerar en los costes del gas natural es el transporte. En el caso de gasoductos este es de 0,30 a 1,2 dólares por MBTU cada 1000 kilómetros, según se trate de segmentos en tierra o bajo el mar y dependiendo de la capacidad del gasoducto y de la antigüedad de la instalación. Para el gas natural licuado ("liquefied natural gas" o LNG) los costes totales de licuefacción, transporte y regasificación varían de 3,10 a 4,70 dólares por MBTU dependiendo del tamaño de las plantas y de las distancias implicadas en el transporte.



La estimación sobre el volumen mundial de hidratos de gas es de aproximadamente  $2,1 \times 10^{16}$  mc. Otras estimaciones más conservadoras rebajan la cifra anterior en un orden de magnitud, pero incluso estas revelan la existencia en el planeta de un enorme volumen de gas “enjaulado” en los hidratos. Estamos hablando de entre  $3,4 \times 10^{18}$  mc y  $3 \times 10^{17}$  mc de gas que contrastan con los  $811 \times 10^{12}$  mc comentados en el segundo párrafo de este apartado.

## 4. Distribución geográfica de los recursos. El gas no convencional como un contrapeso a Oriente Medio y Rusia

De la cifra de recursos de gas no convencional comentada ( $343 \times 10^{12}$  metros cúbicos), aproximadamente el 27,7% se localiza en la región de Asia-Pacífico, el 19,2% en EE.UU. y Canadá, un 16% en América Latina, un 13,4% en Europa Oriental-Eurasia, un 14,2% en África, un 5,5% en los países europeos integrados en la OCDE, y tan solo un 3,8% en Oriente Medio.

Esta distribución geográfica contribuye a equilibrar la excesiva concentración de las reservas y recursos convencionales en Europa Oriental-Eurasia (principalmente en Rusia) y en Oriente Medio. Ambas regiones contabilizan, respectivamente, cerca del 30,6% y del 26,5% de las reservas y recursos técnicamente recuperables<sup>5</sup> de gas natural convencional del mundo. Sin embargo, es posible que en el futuro, Oriente Medio y otras regiones, como los países de la ribera del Caspio, que hasta el presente han recibido poca atención por sus grandes recursos convencionales, vean aumentar considerablemente las estimaciones sobre sus recursos no convencionales.

La Figura 2 resume el volumen de recursos de gas no convencional recuperable para diferentes países, desglosándolo en tres categorías: gas de rocas compactas (“tight gas”), gas de lutitas (“shale gas”) y metano de capas de carbón (“coal-bed methane” o CBM). De ella se deduce, sin ningún lugar a dudas, la importancia geopolítica de los recursos del gas de lutitas.

---

<sup>5</sup> Los recursos técnicamente recuperables son volúmenes estimados en base a diferentes hipótesis, (pendientes de confirmación mediante sondeos y pruebas de producción) y que podrían ser extraídos del subsuelo con la tecnología actual, dejando al margen consideraciones de tipo económico.

A finales de 2012, estos representaban aproximadamente el 61,8% del total de los recursos no convencionales técnicamente recuperables pendientes de explotación, frente al 23,6% del gas de rocas poco permeables y el 14,6% del metano de capas de carbón.

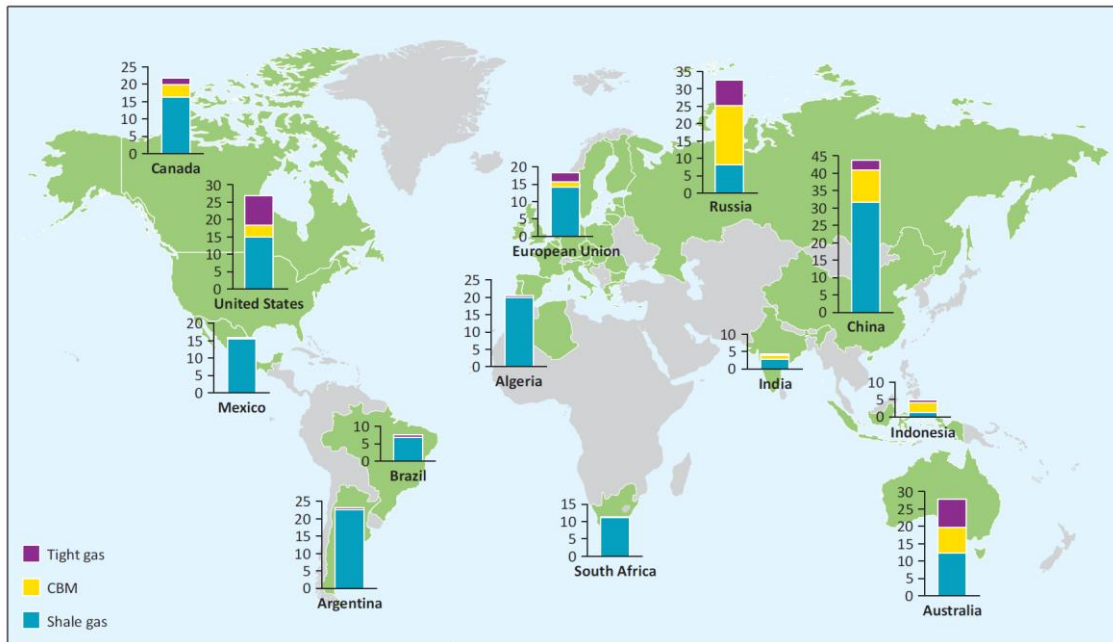


Figura 2: Recursos recuperables de gas no convencional por tipos y por países a finales de 2012. Cifras en billones de metros cúbicos (tcm). Fuente: (IEA, WOE 2013).

#### 4.1. El caso de los recursos de gas de lutitas (“shale gas”)

En un informe publicado a principios de Junio de 2013 (“Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States, 2013”), la Energy Information Administration (EIA) del Gobierno de los EE.UU. ha incrementado en un 10% una estimación anterior (US EIA 2011) sobre los recursos técnicamente recuperables a escala global de gas de lutitas. La nueva estimación es de alrededor de  $204,4 \times 10^{12}$  metros cúbicos (mc). Esta cifra supera ampliamente los  $185,2 \times 10^{12}$  mc que según el último informe de BP (Statistical Review of World Energy, June 2013) constituían a finales de 2012 las reservas probadas de gas natural del mundo y que al ritmo de extracción del mismo año aseguran la disponibilidad de este combustible durante casi 56 años.

De los  $204,4 \times 10^{12}$  mc citados,  $31,2 \times 10^{12}$  mc corresponderían a China, que ocupa el primer lugar en una lista de 42 países analizados en el informe, seguida por Argentina, Argelia y

EE.UU., con  $22,5 \times 10^{12}$ ,  $19,8 \times 10^{12}$  y  $18,6 \times 10^{12}$  mc, respectivamente. El resto de países que ocupan los diez primeros puestos del ranking son Canadá ( $16 \times 10^{12}$  mc), México ( $15,3 \times 10^{12}$  mc), Australia ( $12,2 \times 10^{12}$  mc), Sudáfrica ( $10,9 \times 10^{12}$  mc), Rusia ( $8 \times 10^{12}$  mc) y Brasil ( $6,9 \times 10^{12}$  mc).

El informe (US AIE, 2013) constata que más de la mitad de los recursos mundiales de gas de lutitas localizados fuera de los EE.UU. se concentran en China, Argentina, Argelia, Canadá y México. Sin duda, las nuevas cifras aportadas presentan un gran interés económico y geopolítico, habida cuenta del enorme potencial de los recursos localizados más allá de las fronteras de los EE.UU., aunque todavía está por ver si tales recursos podrán ser explotados de manera económicamente viable, como es el caso de los EE.UU., país en el que la producción de gas a partir de lutitas ha crecido de tal forma que en la actualidad representa ya el 40% de todo el gas natural extraído.

Por lo que respecta a Europa, las estimaciones de recursos técnicamente recuperables de gas de lutitas efectuadas en 11 países arrojan una cifra conjunta aproximada de  $13,2 \times 10^{12}$  mc lo que representa un 6,4% del total estimado para los 42 países analizados. Dicha cifra conjunta situaría a Europa en el séptimo lugar del ranking mundial, por detrás de México y por delante de Australia. El 60% de los recursos totales del viejo continente se localizarían en Polonia y Francia, que con  $4,1 \times 10^{12}$  y  $3,8 \times 10^{12}$  mc, respectivamente, encabezan el ranking europeo, seguidos a mucha distancia por Rumania ( $1,4 \times 10^{12}$  mc), Dinamarca ( $0,9 \times 10^{12}$  mc), Holanda y Reino Unido (con  $0,7 \times 10^{12}$  mc cada uno). España<sup>6</sup>, con  $0,22 \times 10^{12}$  mc ocuparía el puesto décimo, por detrás de Bulgaria y Alemania (con  $0,48 \times 10^{12}$  mc cada uno) y Suecia ( $0,3 \times 10^{12}$  mc). Según datos de BP (Statistical Review of World Energy, June 2013), el consumo de gas

---

<sup>6</sup> El informe de la AIE (US AIE 2013) presenta la novedad de incluir por vez primera una estimación de recursos técnicamente recuperables de gas de lutitas para España. En concreto se analizan las cuencas Vasco- Cantábrica y del Ebro. En el primer caso, por motivos técnicos, el estudio solo considera como potencialmente favorable algunas formaciones de "shales" de edad jurásica, para las que se calcula una acumulación in situ de  $1,18 \times 10^{12}$  mc, de los cuales únicamente podrían recuperarse alrededor de  $0,22 \times 10^{12}$  mc. El informe no entra a cuantificar los posibles recursos técnicamente recuperables de la cuenca del Ebro, ya que considera que las formaciones de "shales" Paleozoicas y Eocenas existentes en el subsuelo de dicha cuenca no cumplen uno de los requisitos geoquímicos básicos para la generación de cantidades apreciables de hidrocarburos: el contenido de materia orgánica (TOC) en dichas formaciones es bajo. Por todo ello, a la espera de nuevos estudios, el informe de la AIE concluye que las reservas técnicamente recuperables de gas de lutitas en España son de  $0,22 \times 10^{12}$  mc. Esta cifra, que queda muy por debajo de otras estimaciones hechas públicas recientemente en nuestro país, permitiría cubrir el consumo de gas natural de España durante algo más de 7 años, asumiendo las cifras de consumo para el año 2012 publicadas por BP (Statistical Review of World Energy, June 2013).

natural en la Unión Europea fue de aproximadamente  $0,44 \times 10^{12}$  mc en 2012, de manera que los recursos técnicamente recuperables de gas de lutitas podrían cubrir hasta 30 años de consumo y multiplicar por un factor de 7,6 las actuales reservas probadas de gas de la UE.

La EIA (US EIA 2013) también rebaja en su informe algunas estimaciones previas, como por ejemplo las de Noruega, Polonia, Sudáfrica, China y México. Lo acontecido en el caso de los dos países europeos ilustra perfectamente algunas de las razones que subyacen a tales rebajas, subrayando de paso la precaución con la que deben manejarse cualquier estimación de recursos. En este sentido no debe olvidarse que los EE.UU. y Canadá son los dos únicos países del mundo que en la actualidad producen “shale gas” y “shale oil” en cantidades comerciales. En el caso de Noruega los recursos técnicamente recuperables de gas de lutitas caen de  $2,3 \times 10^{12}$  mc en 2011 a cero debido a los desalentadores resultados obtenidos tras la perforación por Shell de tres pozos en la formación Alum Shale. Estos tres pozos fueron perforados en Suecia, en 2011, en la parte de la formación citada menos compleja desde el punto de vista geológico, lo que reduce drásticamente las perspectivas de éxito en Noruega donde la geología es mucho más complicada.

En Polonia, los recursos técnicamente recuperables de gas de lutitas de la formación “Lublin shale” disminuyen de  $1,23 \times 10^{12}$  mc en 2011 a  $0,25 \times 10^{12}$  mc en el informe de 2013, como resultado de la aplicación por parte de la AIE de criterios más rigurosos para definir la calidad de las formaciones que albergan el gas. Esta revisión comporta que la estimación de recursos de gas de lutitas para el conjunto de Polonia desciende de  $5,2 \times 10^{12}$  mc en 2011 a  $4,1 \times 10^{12}$  mc en 2013.

Debe subrayarse que, en cualquier caso, el informe comentado (US EIA 2013) no puede considerarse completo ya que no incluye muchas formaciones de “shales” de interés prospectivo, como por ejemplo aquellas que subyacen a los grandes campos petroleros de Oriente Medio y de la región del Caspio.

## 5. La producción de gas natural entre 2012 y 2035. La revolución del gas no convencional se expande más allá de la EE.UU. y Canadá

**En poco más de dos décadas el gas no convencional podría representar más de un cuarto de la producción global de gas natural.**

La AIE pronostica en su “New Policies Scenario” (IEA, WEO 2013) que el consumo de gas natural en el mundo crecerá, de cerca de  $3,4 \times 10^{12}$  metros cúbicos (mc) en 2011 a algo menos de  $5 \times 10^{12}$  mc en 2035, con un 40% de este aumento atribuible al sector de la generación eléctrica. Estamos hablando de un ritmo medio de crecimiento anual del 1,6%, aunque esta tasa variará ampliamente por regiones, de modo que sería tres veces más rápida en los países ajenos a la OCDE que en los mercados más maduros de los países industrializados integrados en esta organización.

En el escenario comentado, la AIE prevé que entre 2011 y 2035 la producción de gas natural crecerá en todas las regiones del mundo, con la única excepción de Europa (con una caída del 22,4%) ya que el incremento de la producción en Noruega (del 10%) no será suficiente para compensar el declive en otros campos maduros del Mar del Norte y los Países Bajos. China, EE.UU., Rusia y Australia (por este orden), seguidos por Qatar, Irak, Brasil, Turkmenistan, Irán y Argelia, serían los países que experimentarían un mayor aumento de la producción. Aunque EE.UU. y Australia contabilizarían importantes aumentos de su producción (del 29% y el 198%, respectivamente), convirtiéndose ambos en exportadores netos, los países ajenos a la OCDE serían responsables de cerca del 81,75% del crecimiento de la producción.

La AIE (IEA, WEO 2013) considera que, del incremento total en la producción previsto en el “New Policies Scenario” ( $1,5 \times 10^{12}$  mc, aproximadamente), el 52% sería aportado por gas no convencional mientras que el 48% restante provendría de fuentes no convencionales. Las previsiones son que, a partir de 2020, el desarrollo de la producción de gas no convencional se extienda más allá de América del Norte (EE.UU. y Canadá), convirtiendo a China y Australia en los mayores contribuyentes al crecimiento global de la producción, seguidos por otros países como Argentina, India, Argelia, México e Indonesia y con el conjunto de la Unión Europea situándose ligeramente por encima de estos tres últimos países.

Para la AIE (IEA, WEO, 2013), el gas no convencional, que en 2011 representó alrededor del 17% del conjunto de la producción mundial de gas natural, podría llegar a alcanzar el 27% en 2035, con cerca de  $1,3 \times 10^{12}$  metros cúbicos. La evolución, histórica y prevista, de la producción de gas no convencional desde el año 2000 al 2035 se resume en la Figura 3. De la observación de esta figura se deduce que la revolución, iniciada con el gas de lutita (“shale gas”) en EE.UU. y Canadá, se expande más allá de las fronteras de estos países, manteniendo una tasa de crecimiento media del 3,7% entre 2011 y 2035.

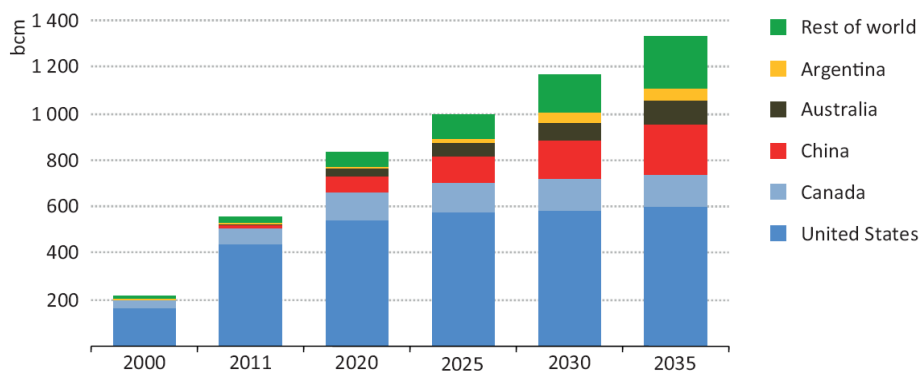


Figura 3: Producción de gas no convencional en algunos países clave durante el periodo 2011-2035. Cifras en miles de millones de metros cúbicos (bcm) “New Policies Scenario”. Fuente: IEA, WEO 2013.

En cualquier caso, conviene remarcar que la AIE advierte que sus pronósticos a propósito de la producción global de gas no convencional resultan inciertos y dependen, en gran medida, de que los gobiernos y la industria sean capaces de desarrollar un marco regulatorio y de buenas prácticas que les permita obtener una “licencia social” para operar, satisfaciendo así la gran preocupación pública existente sobre los impactos ambientales y sociales relacionados con dichas operaciones.

### La producción de EE.UU. y Canadá sigue creciendo en la próxima década para después estabilizarse. México entra en escena.

En el “New Policies Scenario” de la AIE (WEO 2013), hasta 2020, más de la mitad del crecimiento de la producción global de gas no convencional proviene de los dos grandes productores actuales, EE.UU. y Canadá que en 2011 contabilizaron cerca del 90% del total. Hacia finales de la presente década se espera que este último porcentaje decaiga al 80%,

reflejando el inicio de la producción en China y Australia, a los que posteriormente se irán añadiendo Argentina y otros países.

El aumento de la producción de gas no convencional, especialmente gas de lutita o “shale gas”, en los EE.UU. se ralentizó ligeramente en 2012, en la medida que unos precios muy bajos del gas ocasionaron una disminución de la actividad de perforación. Sin embargo, en sus proyecciones la AIE asume que con el tiempo el precio del gas aumentará de manera que la producción total de gas no convencional en EE.UU. podría alcanzar los  $600.000 \times 10^6$  metros cúbicos (mc) en 2035, sin que exista ningún indicio de un declive similar pronosticado para el petróleo ligero de rocas compactas (“light tight oil” o LTO).

En Canadá, la producción actual de gas no convencional, mayoritariamente integrada por gas de rocas compactas (“tight gas”) junto a cantidades menores de gas de lutita (“shale gas”) y de metano de capas de carbón (“coal bed methane” o CBM), se sitúa en torno a los  $70.000 \times 10^6$  mc. Sin embargo, las previsiones apuntan a que esta cifra podría aumentar hasta  $140.000 \times 10^6$  mc en 2035, básicamente impulsada por el gas de lutita.

A largo plazo, en América del Norte, todo apunta a que México se unirá a EE.UU. y Canadá como país productor de gas no convencional. En el “New Policies Scenario”, la AIE (WEO 2013) estima que la extracción podría alcanzar los  $30.000 \times 10^6$  mc en 2035. Pemex, la compañía estatal de petróleo y gas del país, ha iniciado un programa para invertir 200 millones de dólares en tres años en la exploración de gas de lutita (“shale gas”), empezando por la prolongación en la parte septentrional de México de la formación geológica de Eagle Ford, actualmente en producción en la vecina Texas, en los EE.UU., y que se cree podría albergar cerca de la mitad de los recursos totales del país. Sin embargo, la producción comercial podría verse limitada por la escasez de agua en algunas regiones ricas en recursos, la prioridad que Pemex concede a los proyectos generadores de beneficios por exportación y las dificultades en mantener los costes de desarrollo a unos niveles capaces de competir con la importación de gas desde los EE.UU. En cualquier caso, la reforma del sector energético aprobada en México podría significar un gran impulso para la explotación de los recursos de gas no convencional del país, en la medida que la apertura del sector del petróleo y del gas a las compañías extranjeras aportaría la tecnología necesaria y grandes inversiones de capital.

**China y Australia irrumpen en el panorama mundial de la producción de gas no convencional.**



En Australia, la AIE (WEO 2013) señala que la producción de metano de capas de carbón (“coal bed methane” o CBM) ha constituido hasta la fecha la principal fuente de gas no convencional y que su producción puede aumentar rápidamente tras la finalización de tres plantas de gas natural licuado (GNL) en Gladstone (Queensland) que serán alimentadas por el gas natural no convencional derivado de los lechos de carbón de la cuenca de Surat. Las proyecciones del “New Policies Scenario” contemplan que la producción de metano de capas de carbón en Australia aumente de unos  $6.000 \times 10^6$  metros cúbicos (mc) en 2011, a casi  $100.000 \times 10^6$  mc en 2035. Para lograr estos objetivos, los operadores deberán prestar especial atención a la gestión del agua, dada su escasez general y la alta dependencia de algunas regiones de las aguas subterráneas y artesianas para las actividades agrícolas y de pastoreo. En este sentido, la decisión de New South Wales a principios de 2013 de prohibir el desarrollo de metano de capas de carbón en un radio de dos kilómetros en zonas residenciales y ciertas áreas rurales constituye un toque de atención para la industria.

Según la IEA (WEO 2013), en China la producción comercial de metano de capas de carbón alcanzó los  $10.000 \times 10^6$  mc en 2011. Sin embargo, la producción está creciendo menos rápidamente de lo previsto, de forma que será difícil alcanzar el objetivo de  $30.000 \times 10^6$  mc fijado para 2015. Las proyecciones del “New Policies Scenario” contemplan que el mencionado objetivo se retrase a 2020.

Por lo que se refiere al gas de lutita (“shale gas”), como ya se ha comentado con anterioridad, el potencial de China es inmenso pero los proyectos de producción se encuentran en su mayoría en una fase temprana de exploración, particularmente en la región de Sichuan. Las compañías extranjeras pueden participar en las actividades exploratorias como socios minoritarios de compañías chinas y, en algunos casos, como operadores, con las importantes implicaciones que esto conlleva para la transferencia de tecnología. En cualquier caso, parece improbable que la producción comercial de gas de lutita en China alcance los objetivos gubernamentales fijados en algo menos de  $6.500 \times 10^6$  mc en 2015. Las proyecciones del “New Policies Scenario” de la AIE (WEO 2013) contemplan que la producción de gas de lutita en china aumente lentamente hasta 2020, para después acelerarse y alcanzar cerca de los  $120.000 \times 10^6$  mc en 2035. Las principales incertidumbres al respecto son geológicas (por ejemplo, en muchos casos las formaciones rocosas de interés se encuentran a más profundidad que en los EE.UU., lo que incrementa los costes de desarrollo) y de accesibilidad (los recursos más prometedores se encuentran en áreas montañosas). Asimismo, la limitada disponibilidad de agua, particularmente en las cuencas de Tarim y Ordos, junto a la ausencia



de gasoductos, capacidad de procesado y otras infraestructuras, son factores que pueden dificultar el desarrollo de los recursos de gas de lutita en China.

### **El potencial de Argentina.**

En un reciente informe del gobierno de EE.UU. (US EIA 2013), Argentina ocupa el segundo lugar en el ranking mundial en recursos de gas de lutita o “shale gas”. La formación geológica más interesante es Vaca Muerta, en la Patagonia septentrional. Según la AIE (WEO 2013) desde un punto de vista geológico las perspectivas de producción son positivas, pero, en la práctica, los obstáculos fiscales, contractuales y políticos podrían ralentizar su desarrollo. Además, se espera que las compañías centren preferentemente su actividad en áreas ricas en petróleo y líquidos, más que en las que contienen recursos de gas seco. Uno de los factores que hasta la fecha ha retardado las inversiones han sido los bajos precios ofertados para la producción. YPF, la nueva compañía estatal, ha aprobado un programa de inversiones de 6.500 millones de dólares destinado a aumentar en un 8% la producción de gas durante el periodo 2013-2017, con cerca del 60% del incremento de la producción proviniendo de gas de rocas compactas y de lutita (“tight gas” y “shale gas”). Asimismo, YPF ha anunciado acuerdos de colaboración con compañías extranjeras para desarrollar los recursos no convencionales de Vaca Muerta. En el “New Policies Scenario”, la AIE (WEO 2013) asume que si estos acuerdos de colaboración fructifican la producción de gas no convencional en Argentina podría alcanzar en 2035 un volumen cercano a los  $50.000 \times 10^6$  metros cúbicos anuales, a los que habría que sumar otros  $40.000 \times 10^6$  metros cúbicos de gas convencional.

### **Oriente la incógnita de Europa.**

Como ya se ha comentado, Europa dispone de considerables recursos de los tres tipos de gas no convencional analizados, pero su desarrollo a gran escala debe superar una serie de condicionamientos geológicos (la complejidad es más alta que en América del Norte) así como la oposición pública y política a la explotación del gas no convencional en muchos países, particularmente en Europa Occidental. Por el momento, resulta incierto pronosticar hasta qué medida tales preocupaciones sociales y ambientales condicionarán un endurecimiento de la regulación a escala europea. Por todo ello, en el “New Policies Scenario”, la AIE (WEO 2013) adopta una postura conservadora a la hora hacer pronósticos sobre la producción durante el periodo 2011-2035, que podría alcanzar algo menos de  $20.000 \times 10^6$  metros cúbicos (mc) en 2035.

De este volumen, el mayor porcentaje correspondería a Polonia ( $8.000 \times 10^6$  mc) país que ha sido considerado el más prometedor de Europa para la producción de gas no convencional. Sin embargo, hasta Septiembre de 2013, tras haberse perforado más de 50 pozos, los resultados no han estado a la altura de las expectativas iniciales de la industria, aunque todavía es pronto para juzgar la magnitud y calidad de los recursos explotables, ya que hasta 2016 todavía se tienen que perforar alrededor de 200 pozos más.

La AIE también considera que en 2035 el Reino Unido será capaz de producir  $3.000 \times 10^6$  mc de gas no convencional (gas de lutita o “shale gas”). En Junio de 2013, el British Geological Survey revisó al alza el potencial de este país, doblando la estimación de recursos previa efectuada para la principal área prospectiva del Reino Unido (Bowland shale).

Fuera de la Unión Europea, la AIE espera que, en 2035, la producción de gas no convencional en Ucrania aumente hasta unos niveles similares a los de la vecina Polonia, aunque las perspectivas se ven ensombrecidas por la agitada situación política que vive el país y el clima de incertidumbre inversora asociado.

## 6. La reorganización del comercio mundial del gas natural entre 2011 y 2035. Nuevos gasoductos y nuevos actores en el mercado del GNL

**La nueva geografía de la demanda. China y Oriente Medio crecen rápidamente, aunque los EE.UU seguirán siendo el mayor mercado.**

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) prevé en su “New Policies Scenario” (WEO 2013) que los mercados del gas natural, que entre 2011 y 2035 experimentarán el crecimiento más rápido, se localizan fuera de la OECD. Los países ajenos a esta organización serán responsables de más de las tres cuartas partes del crecimiento de la demanda durante el periodo citado, con los máximos crecimientos en términos absolutos concentrándose en China y Oriente Medio.

Por el contrario, en los países de la OCDE, aunque el consumo aumenta, las tasas de crecimiento son menores debido a la saturación de los mercados y a los efectos de penetración

de las renovables en el sector de la electricidad en Europa. A pesar de ello, los mercados en la OCDE seguirán siendo comparativamente grandes, de modo que, por ejemplo, en 2035, la demanda en los EE.UU., que continuará siendo el mayor consumidor mundial, será un 50% superior a la de China.

Según la AIE (WEO 2013), a pesar de unos precios relativamente bajos, la madurez del mercado del gas en EE.UU. y Canadá limitará la posibilidad de un rápido crecimiento de la demanda en América del Norte, incluso aunque la diferencia de precios con otros combustibles incentivara la expansión del uso del gas a nuevos sectores, tales como el transporte. Las previsiones del “New Policies Scenario” de la AIE (WEO 2013) para el conjunto de la región (incluyendo a México que experimenta un rápido crecimiento) es que la demanda aumente de más de  $0,86 \times 10^{12}$  metros cúbicos (mc) en 2011, a algo menos de  $1,04 \times 10^{12}$  mc en 2035. Un dato particularmente interesante es que las previsiones de la AIE apuntan a que en EE.UU., como resultado del abundante suministro y de los bajos precios, el gas natural superará al petróleo en el mix energético del país, convirtiéndose de esta manera en la primera fuente de energía primaria.

En el conjunto de países europeos de la OCDE, la demanda de gas natural cayó a poco más de  $0,5 \times 10^{12}$  mc en 2012 -marcando el segundo año consecutivo de declive, con un descenso del 10% respecto a 2010- situándose a niveles de 2003. Y la situación resulta similar en la Unión Europea, a causa principalmente de la débil actividad económica y los altos precios del gas, pero también, en menor grado, a una combinación de los bajos precios del carbón, el desplome del precio del  $\text{CO}_2$  en el mercado de emisiones, la gran expansión experimentada por las renovables y a la implementación de medidas de ahorro y eficiencia. En el “New Policies Scenario”, la AIE (WEO 2013) prevé que la demanda en los países europeos de la OCDE se recupere de forma muy lenta, volviendo en 2025 a alcanzar los niveles de 2010, para después, en 2035, situarse ligeramente por encima de los  $0,6 \times 10^{12}$  mc.

Rusia, el segundo gran consumidor mundial de gas, enfrenta un panorama incierto a propósito de la demanda doméstica, resultado de las ineficiencias estructurales y de las dudas existentes sobre la rapidez y el sentido en que evolucionará la reforma de precios. El “New Policies Scenario” pronostica un crecimiento desde algo más de  $0,47 \times 10^{12}$  mc en 2011, a cerca de  $0,54 \times 10^{12}$  mc en 2035.

Según la AIE (WEO 2013), China será el país que experimentará el mayor aumento en la demanda de gas, cuadruplicándola, para pasar de  $0,13 \times 10^{12}$  metros cúbicos (mc) en 2011 a  $0,53 \times 10^{12}$  mc en 2035, al mismo tiempo que Oriente Medio e India también experimentarán un

notable aumento, pasando, durante el mismo periodo, de  $0,4 \times 10^{12}$  a  $0,7 \times 10^{12}$  mc y de  $0,06 \times 10^{12}$  a  $0,17 \times 10^{12}$  mc, respectivamente. Resulta interesante destacar que, si estas previsiones se hacen realidad, en 2035 la demanda de Oriente Medio será muy superior a la de China y a las del conjunto de los países europeos integrados en la OCDE y la UE, situándose en el segundo lugar del ranking mundial, inmediatamente por detrás de EE.UU. De hecho, las previsiones apuntan a que la demanda de gas en Oriente Medio supere a la de la UE a partir de 2020.

La generación de electricidad será la principal impulsora del consumo de gas a nivel global, a pesar de que las tendencias de consumo serán muy sensibles al impacto de las políticas energéticas dictadas por los gobiernos, así como a la presión competitiva ejercida por el carbón y las renovables. En el “New Policies Scenario” el uso del gas para la generación de electricidad crece en torno a un 42% durante el periodo 2011-2035. Este incremento es especialmente notable en Oriente Medio (donde se duplica), China (donde se multiplica por seis) e India (donde se multiplica por más de tres).

**Balance entre producción y demanda. El gas no convencional convierte a Australia, EE.UU. y Canadá en exportadores netos. Las importaciones se desplazan de la cuenca Atlántica (con la excepción de Europa) hacia la región de Asia-Pacífico.**

El comercio inter-regional de gas natural ha aumentado en un 80% en las últimas dos décadas y en el “New Policies Scenario” la IEA (WEO 2013) prevé que continuará creciendo, aumentando en cerca de  $0,4 \times 10^{12}$  metros cúbicos (mc) durante el periodo 2011-2035, para alcanzar algo menos de  $1,1 \times 10^{12}$  mc en 2035. Esto significa que estamos ante un periodo muy dinámico en el comercio internacional de gas, durante el cual cobrarán relevancia creciente algunos nuevos actores, tales como Australia, EE.UU., Canadá y algunos países del África Oriental, que en conjunto plantearán un desafío competitivo a los exportadores clásicos, como Rusia y Qatar.

Según la AIE, en el transcurso del periodo 2011-2035, también asistiremos a un cambio continuado en la dirección del comercio internacional del gas natural, cuyo foco importador se desplazará de la cuenca Atlántica (con la notable excepción de Europa que seguirá siendo la principal región importadora del mundo) hacia la región de Asia-Pacífico, lo que planteará nuevos dilemas para los productores de Eurasia que dependen de las infraestructuras de gasoductos para acceder a los mercados. Asimismo, la AIE atisba signos de que los términos

que regirán el comercio internacional -particularmente en el caso del gas natural licuado (GNL)- serán mucho más sensibles a los condicionantes a corto plazo del mercado, con mecanismos innovadores de fijación de precios y menos cláusulas de destino, lo que favorecerá las interconexiones entre los diferentes mercados regionales y propiciará cambios en todo el mundo en los mecanismos de fijación de precios.

### **Europa aumenta su dependencia de las importaciones.**

A pesar de un incremento relativamente modesto de la demanda durante el periodo 2011-2035, las necesidades europeas de importación de gas natural crecen fuertemente, debido a la caída generalizada (con la excepción de Noruega) de la producción en el continente. En el caso de la Unión Europea, el “New Policies Scenario” de la AIE (WEO 2013) prevé que las necesidades de importación de gas aumenten de algo más de  $0,3 \times 10^{12}$  metros cúbicos (mc) en 2011, a  $0,45 \times 10^{12}$  mc en 2035.

La AIE considera que Europa está bien situada para asegurarse este suministro desde procedencias diversas. Además de los países que alimentan el mercado internacional del gas natural licuado (GNL), los proveedores incluyen tanto a ciertos exportadores tradicionales, como Noruega (que en 2012 se convirtió en el principal suministrador de gas natural a la UE) Rusia y Argelia, como a nuevos exportadores que buscan conectarse a Europa por gasoducto, como es el caso de Azerbaiyán y quizás Irak, a través de Turquía y el resto del sudeste europeo, vía el “southern corridor”.

### **El aumento de la producción en China e India no es suficiente para compensar el aumento de la demanda.**

Según la AIE (WEO 2013), la región de Asia-Pacífico está llamada en las dos próximas décadas a experimentar los cambios más profundos en los mercados globales del gas natural, aunque la velocidad y alcance de estos cambios están sujetos a un alto grado de incertidumbre. Al margen de Japón y Corea, que en la actualidad pueden ser considerados mercados maduros, la región citada tiene un gran potencial para aumentar el consumo de gas, especialmente en aquellos países que pretenden diversificar su mix energético y afrontar los temas de la calidad del aire y la contaminación local asociados a la combustión del carbón. Sin embargo, la región de Asia-Pacífico es la que actualmente está pagando los precios más altos para el gas comercializado internacionalmente (una situación que según las proyecciones de la AIE tiene pocos visos de cambiar en el futuro) lo que suscita interrogantes sobre la capacidad

de compra y de si los objetivos políticos podrán imponerse a los factores económicos, al menos en algunos países.

Japón, Corea y Taiwán, los importadores tradicionales de GNL en Asia, han visto cómo se les sumaban China, India, Indonesia, Tailandia y, más recientemente, Malasia y Singapur. Las proyecciones de la AIE apuntan que los aumentos en las importaciones de gas se dirigirán a estos nuevos consumidores, liderados por China, con unas necesidades de importación que pasan de aproximadamente  $30.000 \times 10^6$  metros cúbicos (mc) en 2011 a  $212.000 \times 10^6$  mc en 2035, seguida por India que durante el mismo periodo incrementará sus importaciones en  $60.000 \times 10^6$  mc. Parte de todas estas importaciones serán transportadas por gasoducto a China, pero la mayor parte lo serán por barco, como GNL.

### **El transporte por gasoducto desde Rusia y Europa se estanca para redirigirse hacia China. Azerbaiyán y Turkmenistán cobran protagonismo.**

En el “New Policies Scenario”, la AIE (WEO 2013) considera que del incremento en el comercio internacional de gas esperado para el periodo 2011-2035 (cercano a los  $0,4 \times 10^{12}$  metros cúbicos) algo menos de la mitad se llevará a cabo vía gasoducto. Un flujo que no se verá afectado por los desarrollos en la producción de gas no convencional comentada con anterioridad.

En este campo de las exportaciones por gasoducto, la AIE pronostica que los principales desarrollos se concentrarán en Eurasia. En el caso de los mercados europeos, resulta relevante el anuncio efectuado por el consorcio involucrado en la segunda fase del desarrollo del campo de Shah Deniz en Azerbaiyán a propósito de la ruta escogida hacia los mercados. La opción escogida es que tras cruzar Turquía por la “Trans-Anatolian Gas Pipeline” (o TANAP), las exportaciones desde Azerbaiyán se encaminen hacia Grecia y Albania, para después dirigirse al sur de Italia vía la “Trans-Adriatic Pipeline” (o TAP), con una posible derivación desde Albania hacia Montenegro, Bosnia, Herzegovina y Croacia. Una vez que este gasoducto se haya completado, hacia 2020, se prevé que canalice un flujo cercano a los  $10.000 \times 10^6$  metros cúbicos (mc) hacia el sur de Europa, con la posibilidad de que más tarde su capacidad se expanda hasta los  $20.000 \times 10^6$  mc por año. La apertura de este “southern corridor” durante el periodo 2011-2035 permitiría una expansión de las exportaciones desde Azerbaiyán, cuya producción podría aumentar desde los  $17.000 \times 10^6$  mc actuales a  $47.000 \times 10^6$  mc en 2035, así como, tal vez, las procedentes de otros países, entre los que destaca Irak. Los volúmenes canalizados a través del “southern corridor” siguen siendo muy pequeños en

comparación a la demanda de gas natural europea, pero en cualquier caso supone un paso adelante en el objetivo de la diversificación y seguridad de suministro.

Por lo que respecta a las exportaciones por gasoducto desde Rusia, la AIE (WEO 2013) prevé en el “New Policies Scenario” que aumenten solo modestamente durante el periodo 2011-2020, a pesar del incremento potencial de su capacidad exportadora que supondrían los gasoductos denominados “South Stream” y “North Stream”. La AIE cree que el crecimiento de las exportaciones por gasoducto se verá limitado por la posición de Rusia a propósito del mecanismo de fijación de precios en Europa, ya que la defensa a ultranza de un precio indexado al petróleo puede suponer para Rusia una pérdida de mercado. Sin embargo, a partir de 2020 y hasta 2035, la AIE pronostica una nueva expansión de las exportaciones rusas por gasoducto, en la medida que el comercio cambia de orientación en dirección este y se abren nuevas conexiones entre los campos de gas de Siberia Oriental y China.

Este último país también podría incrementar sus importaciones vía gasoducto desde Asia Central, donde la actual conexión con Turkmenistan podría expandirse hasta alcanzar una capacidad anual próxima a los  $60.000 \times 10^6$  mc, así como desde Myanmar, país con el que China inauguró en 2013 una conexión con una capacidad aproximada de  $12.000 \times 10^6$  mc por año.

### **El comercio de gas natural licuado (GNL) se reorganiza por el aumento del consumo interno en Oriente Medio y la aparición de nuevas fuentes de suministro desde Australia, EE.UU. y Canadá.**

La IEA (WEO 2013) considera que mientras el comercio del gas natural por gasoducto seguirá dominado por unos pocos productores, básicamente localizados en Eurasia (ver apartado precedente), el grupo de países exportadores de GNL sufrirá una importante reorganización.

Según la AIE, algunos de los actuales exportadores de GNL ya están experimentando un rápido crecimiento de la demanda interna, lo que limita el volumen disponible para las exportaciones. Esta tendencia es particularmente notoria en Oriente Medio, donde Omán, la Unión de Emiratos Árabes y Abu Dabi podrían abandonar las filas de los exportadores de GNL, de forma que hacia 2020 tan solo quedarían Qatar y Yemen, a los que tal vez podría unírseles Iraq). Otros países que por la misma razón podrían dejar de ser exportadores son Egipto y Trinidad y Tobago.



Por otra parte, el mercado verá cómo emergen nuevos actores y cómo algunos de los ya existentes aumentan su cuota de mercado. Según la AIE, a nivel global, en la actualidad existen doce plantas de exportación de GNL en construcción con una capacidad combinada cercana a los  $130.000 \times 10^6$  metros cúbicos (mc) por año. Los planes son que esta nueva capacidad está lista para ser operativa entre 2015 y 2018, aunque la fecha definitiva está muy condicionada a lo que ocurra en Australia donde se localizan siete de las doce terminales citadas y los proyectos de construcción han experimentado retrasos y notables incrementos de los costes.

Además de Australia, la nueva fuente de aprovisionamiento de GNL podría ser América del Norte. Según las proyecciones de la AIE (WEO 2013), en EE.UU. la producción está llamada a superar el consumo interno de modo que hacia 2035 las exportaciones netas desde este país casi alcanzarían los  $50.000 \times 10^6$  mc. Si a estas les sumamos los volúmenes procedentes de Canadá, resultaría que América del Norte estaría en disposición de exportar un volumen de GNL cercano a los  $50.000 \times 10^6$  mc hacia 2020 y de  $75.000 \times 10^6$  mc en 2035. En cualquier caso, la AIE destaca que estas proyecciones son muy sensibles a pequeños cambios en las previsiones sobre la producción y la demanda, de forma que pequeños cambios en estas pueden tener gran incidencia en el balance comercial final.

Junto al aumento de las exportaciones de GNL desde Australia y América del Norte, la AIE incluye en sus proyecciones algunos nuevos proyectos en curso en África Oriental, así como expansiones de capacidad en algunos exportadores actuales de GNL, entre los que se incluye Rusia. La expansión de capacidad en este último país podría tener un significado especial si, como parece posible, las compañías Rosneft y Novatek consiguen asegurarse los derechos de exportación de GNL a los mercados asiáticos, lo que constituirá la primera brecha en el monopolio exportador de Gazprom. En el transcurso del periodo 2011-2035, la AIE asume los mayores precios de importación de GNL en los mercados de la región de Asia-Pacífico, de modo que este sería el destino más buscado por la mayor parte de los exportadores de GNL, lo que dejaría a Europa en el papel de equilibrar el mercado.

## 7. Principales conclusiones

- 1) Sin tener en cuenta los hidratos de gas, se estima que las reservas y recursos por recuperar de gas no convencional equivalen a cerca de tres cuartas partes de las de gas



convencional. A finales de 2012, el gas de lutitas (“shale gas”) representaba aproximadamente el 61,8% del total de los recursos no convencionales técnicamente recuperables pendientes de explotación, frente al 23,6% del gas de rocas compactas (“tight gas”) y el 14,6% del metano de capas de carbón (“coal bed methane” o CBM).

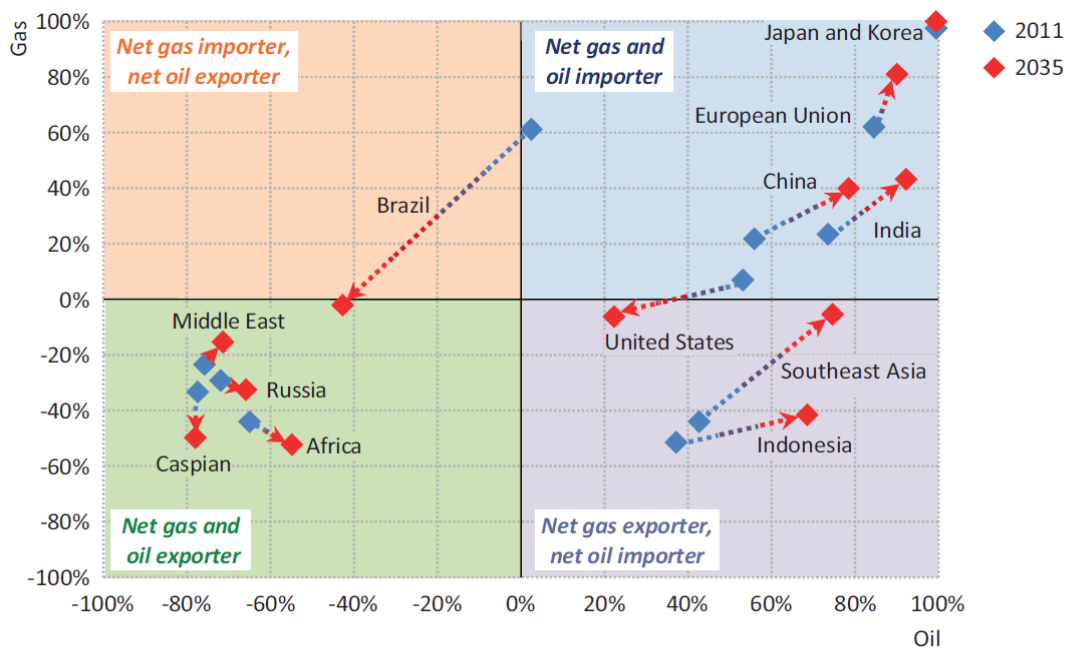
- 2) Aproximadamente el 27,7% de los recursos de gas no convencional se localizan en la región de Asia-Pacífico, el 19,2% en EE.UU. y Canadá, un 16% en América Latina, un 13,4% en Europa Oriental-Eurasia, un 14,2% en África, un 5,5% en los países europeos integrados en la OCDE, y tan solo un 3,8% en Oriente Medio. Esta distribución contribuye a equilibrar la excesiva concentración de las reservas y recursos convencionales en Europa Oriental-Eurasia (principalmente en Rusia) y en Oriente Medio, que contabilizan, respectivamente, cerca del 30,6% y del 26,5% de las reservas y recursos técnicamente recuperables de gas natural convencional del mundo. Sin embargo, debe tenerse presente que el volumen de recursos de gas no convencional de Oriente Medio todavía no ha sido evaluado.
- 3) Entre 2011 y 2035 la producción de gas natural crecerá en todas las regiones del mundo, con la única excepción de Europa, donde el incremento de la producción en Noruega no será suficiente para compensar el declive en otros campos maduros. China, EE.UU., Rusia y Australia (por este orden), seguidos por Qatar, Irak, Brasil, Turkmenistán, Irán y Argelia, serán los países que experimentarían un mayor aumento de la producción. Aunque EE.UU. y Australia contabilizaran importantes aumentos de su producción gracias a sus recursos de gas no convencional, convirtiéndose ambos en exportadores netos, los países ajenos a la OCDE serían responsables de cerca del 81,75% del crecimiento de la producción.
- 4) Del incremento total en la producción de gas natural previsto en el mundo entre 2011 y 2035, el 52% sería aportado por gas no convencional mientras que el 48% restante provendría de fuentes no convencionales. Las previsiones son que, a partir de 2020, el desarrollo de la producción de gas no convencional se extienda más allá de América del Norte (EE.UU. y Canadá), convirtiendo a China y Australia en los mayores contribuyentes al crecimiento global de la producción, seguidos por otros países como Argentina, India, Argelia, México e Indonesia y con el conjunto de la Unión Europea situándose ligeramente por encima de estos tres últimos países. El gas no convencional, que en 2011 representó alrededor del 17% del conjunto de la producción mundial de gas natural, podría llegar a alcanzar el 27% en 2035.

- 5) Los mercados del gas natural, que entre 2011 y 2035 experimentarán el crecimiento más rápido, se localizan fuera de la OECD. Los países ajenos a esta organización serán responsables de más de las tres cuartas partes del crecimiento de la demanda durante el periodo citado, con los máximos crecimientos en términos absolutos concentrándose en China y Oriente Medio. En los países de la OCDE, aunque el consumo aumenta, las tasas de crecimiento son menores debido a la saturación de los mercados y a los efectos de penetración de las renovables en el sector de la electricidad en Europa. A pesar de ello, los mercados en la OCDE seguirán siendo comparativamente grandes, de modo que, por ejemplo, en 2035, la demanda en los EE.UU., que continuará siendo el mayor consumidor mundial, será un 50% superior a la de China.
- 6) El comercio interregional de gas natural seguirá creciendo durante el periodo 2011-2035. Durante dicho periodo, en base a la explotación de sus recursos no convencionales, cobrarán relevancia creciente algunos nuevos exportadores como Australia, EE.UU. y Canadá, que plantearán un cierto desafío competitivo a los exportadores clásicos, como Rusia y Qatar. En el transcurso del periodo 2011-2035, también asistiremos a un cambio continuado en la dirección del comercio internacional del gas natural, cuyo foco importador se desplazará de la cuenca Atlántica (con la notable excepción de Europa que seguirá siendo la principal región importadora del mundo) hacia la región de Asia-Pacífico.
- 7) Del incremento en el comercio internacional de gas esperado para el periodo 2011-2035 algo menos de la mitad se llevará a cabo vía gasoducto. Este flujo no se verá prácticamente afectado por los avances en la producción de gas no convencional y sus principales desarrollos se concentrarán en Eurasia.
- 8) Mientras el comercio del gas natural por gasoducto seguirá dominado por unos pocos productores, básicamente localizados en Eurasia (Rusia, Azerbaiyán y Turkmenistán), el grupo de países exportadores de gas natural licuado (GNL) sufrirá una importante reorganización. Algunos de los actuales exportadores de GNL ya están experimentando un rápido crecimiento de la demanda interna lo que limita el volumen disponible para las exportaciones. Esta tendencia es notoria en Oriente Medio, de forma que hacia 2020 tan solo quedarían como exportadores Qatar y Yemen (a los que tal vez podría unírseles Iraq). Otros países que por la misma razón podrían dejar de ser exportadores son Egipto y Trinidad y Tobago. Por otra parte, el mercado verá la aparición de nuevos actores, entre los que destacan Australia, EE.UU. y Canadá, grandes productores de gas no

convencional. Por otra parte, Rusia podría ampliar su cuota en el mercado del GNL dirigiendo sus exportaciones hacia Asia.

## 8. Una reflexión final. Hidrocarburos no convencionales y dependencia energética: Los caminos divergentes de EE.UU. y Europa

En la Figura 4 se resume la evolución prevista en el “New Policies Scenario” de la AIE (WEO 2013) a propósito del balance exportaciones-importaciones de petróleo y gas en diversos países y regiones durante el periodo 2011-2035.



Notes: Import shares for each fuel are calculated as net imports divided by primary demand. Export shares are calculated as net exports divided by production. A negative number indicates net exports. Southeast Asia, *i.e.* the ASEAN region, includes Indonesia.

Figura 4: Evolución durante el periodo 2011-2035 de los porcentajes de exportaciones e importaciones netas de petróleo y gas en algunos países y regiones. “New Policies Scenario”. Fuente: IEA, WEO 2013.

De ella se deduce con claridad que una de las consecuencias del auge de la producción de petróleo y gas no convencionales en EE.UU. es que en el transcurso del periodo mencionado este país podría lograr la autosuficiencia y convertirse en exportador neto de gas, al mismo tiempo que podría reducir su dependencia de las importaciones de petróleo a un 20% de su consumo total. Una tendencia completamente opuesta a la del resto de países y regiones, con excepción de Brasil que también experimenta una neta evolución positiva en base a la explotación de sus recursos de hidrocarburos convencionales.

En contraste con Estados Unidos, la Unión Europea muestra una evolución particularmente negativa, ya que su dependencia de las importaciones de gas pasaría del 60% en 2011, al 80% en 2035, mientras que la dependencia de las importaciones de petróleo evolucionaría durante el mismo periodo de un 80% a cerca del 90%. Al margen de las implicaciones para la seguridad de suministro, estos datos implican unos precios de la energía mucho más caros en la Unión Europea, lo que sin duda supondrá un pesado fardo para la competitividad de su industria y una seria pérdida del poder adquisitivo de sus ciudadanos.

China e India, así como otras regiones y países asiáticos muestran una tendencia parecida a la de la Unión Europea en su grado de dependencia de las importaciones de hidrocarburos, aunque menos dramática, mientras que los grandes países productores de hidrocarburos convencionales de Oriente Medio, Rusia, África y de la región del Caspio, apenas varían sus posiciones.

## Bibliografía

BP (2013), Statistical Review of World Energy 2013, BP, London

IEA (2009), World Energy Outlook 2009, OECD/IEA, Paris.

IEA (2013), World Energy Outlook 2013, OECD/IEA, Paris.

IEA (2013), Resources to Reserves 2013, OECD/IEA, Paris.

US EIA (2011), World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions outside the United States, US Department of Energy/EIA, Washington, DC.

---

US EIA (2013), Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States, US Department of Energy/EIA, Washington, DC.

**FUNSEAM**

FUNDACIÓN PARA LA SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA Y AMBIENTAL 2014.